

участков. Приведены данные за период 1995 – 2002 гг. об искривлении и смещении участка трубопровода длиной 420 м в плане до 1,5 м (рис. 4).

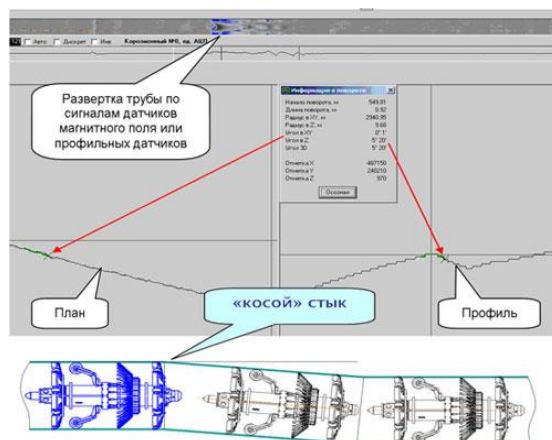


Рис. 3. Идентификация углового смещения («косого» стыка) в программе «Крот»

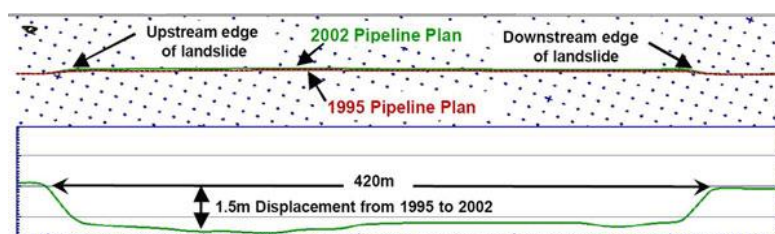


Рис. 4. Локальные смещения МТ

Таким образом, технология позиционирования трасс МТ и дефектных мест на основе интеграции спутниковой навигационной системы и внутритрубного навигационно-топографического комплекса СИТ позволяет быстро и с высокой точностью выполнять определение геометрических параметров и пространственного положения оси МТ, его технологических элементов и дефектов, а также осуществлять их мониторинг с помощью современных геоинформационных систем и технических средств.

#### Литература

1. Имшенецкий С.П., Бочков В.Е. Пространственный анализ и выявление скрытых закономерностей распределения дефектов магистральных газопроводов ОАО «Газпром» с использованием данных геодезического позиционирования // Материалы Шестнадцатой Международной деловой встречи «Диагностика-2006». – Том 1, г. Сочи, 17-21 апреля 2006 г. – М.: Изд-во ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – С. 321-325.
2. Синицин С.С., Имшенецкий С.П. Геодезическое позиционирование объектов транспорта нефти и газа // Нефть и газ. – 2004. – №1. URL: <http://www.gisa.ru/51339.html>. Дата доступа: 12.03.2015.
3. Бочков В.Е. Применение спутниковой навигации при определении местоположения дефектов линейной части магистральных газопроводов на основе геодезического позиционирования // Газовая промышленность, 2005. – № 3. URL: <http://www.gisa.ru/72137.html>. Дата доступа: 15.03.2015.
4. Применение внутритрубных диагностических снарядов и навигационно-топографических комплексов для повышения безопасности магистральных трубопроводов / П.К. Плотников, А.И. Синев, В.Б. Никишин и др. // Безопасность труда в промышленности, 2003. – № 4. – С. 28-33.
5. Р ГАЗПРОМ – 2007. Временные технические требования к диагностическому оборудованию для внутритрубной дефектоскопии.

#### АНАЛИЗ ФАКТОРОВ АВАРИЙНОСТИ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Д.И. Борисов, Р.С. Быков

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Западно-Сибирского региона проводит свою деятельность дочернее общество ОАО «Газпром», деятельностью которой является эксплуатация газотранспортной системы. На предприятии

функционируют 9 компрессорных и 1 насосно-компрессорная станция. Они обеспечивают необходимое давление в газопроводе для бесперебойной перекачки газа, на шести из которых установлены газоперекачивающие агрегаты с электрическим приводом (ЭГПА) [1].

Газоперекачивающие агрегаты предназначены для компримирования природного газа на компрессорных станциях и его транспортировки по магистральным газопроводам.

Основными факторами, обуславливающими возникновение аварий на компрессорных станциях магистральных газопроводов являются:

- наличие большого числа арматуры, тройников, переходников, фасонных частей.
- наличие значительного числа переходов трубопроводов из подземного положения в надземное, являющихся местами повышенной коррозионной активности и концентрации напряжений;
- сложная пространственная прокладка надземных трубопроводов обвязки компрессорных агрегатов с большим числом жестких и скользящих опор, сочетающаяся со значительными переменными температурными и вибрационными нагрузками со стороны нагнетателя [2].

Для анализа аварийности газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях необходимо выявить элементы технологического оборудования, которые наиболее подвержены авариям. На основе статистических данных анализ аварийных остановок электрических ГПА типа ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р за период эксплуатации компрессорной станции с 2013 по 2014 года, позволил выделить группы причин, которые привели к аварийным остановкам ЭГПА (табл. 1) [3]:

**Таблица 1**

**Причины аварийных остановок ЭГПА**

Год	Стационарный номер	Тип ГПА	Расположение	Причины отказов	Кол-во отказов, шт.	Наработка с нач. экспл., час	Наработка от последнего ППР, час
2013	ГПА-3	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Чажемто	э/снабжение	1	2599	-
2013	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Чажемто	э/оборудование	1	2632	-
2013	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Чажемто	э/снабжение	1	2311	-
2013	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	э/снабжение	1	8645	-
2013	ГПА-1	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	э/снабжение	3	9437	3012/ 2926
2014	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Вертикос	э/снабжение	1	427	-
2014	ГПА-4	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Вертикос	э/оборудование	1	1858	-
2014	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	КИП	1	13485	-
2014	ГПА-3	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	КИП	1	13921	1921
2014	ГПА-4	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	э/оборудование	2	12502	502
2014	ГПА-3	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Проскол-ково	система регулирования	1	363	-

Устанавливаем изменение динамики причин отказов ЭГПА. Для этого принимаем общее количество всех аварийных остановок за срок эксплуатации с 2013 по 2014 гг. – за 100 % и определяем весовые вклады причин отказов (табл. 2).

Таблица 2

Весовые вклады причин отказов ЭГПА			
Год эксплуатации	Причины аварийных остановок (АО)	Весовой вклад АО, % (2013-2014)	
		за год по КС	Всего
2013-2014	э/снабжение.	50,0	100
	э/оборудование	28,6	
	КИПиА	14,3	
	система регулирования	7,1	

В соответствии со статистическими данными все категории причин отказов охарактеризованы весовым коэффициентом. На основе данной таблицы определяем ее вклад в общую статистику (рис. 1).

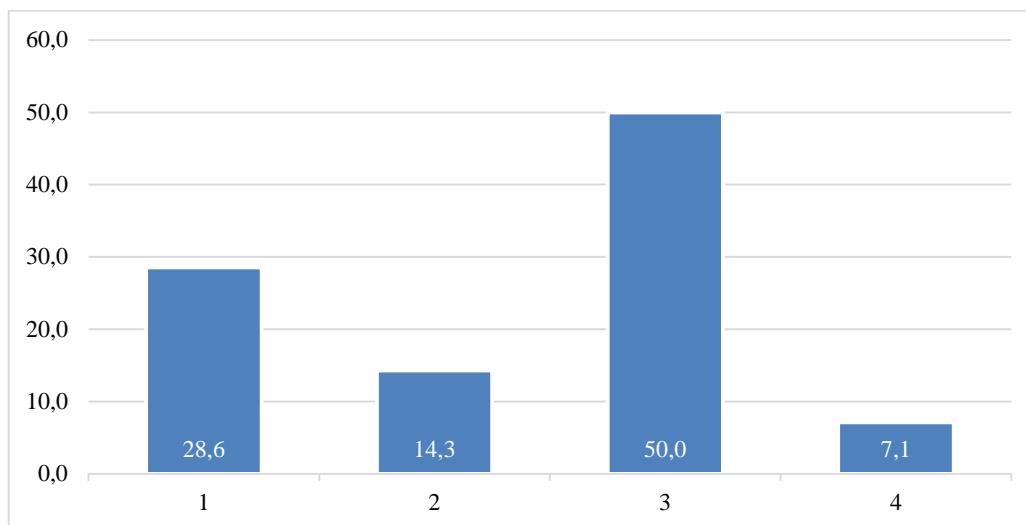


Рис. 1. График распределения аварийных остановок ЭГПА с 2013 по 2014 гг. в зависимости от причин их возникновения:

1 — отказы/сбои в работе эл. оборудования; 2 — отказы в системе КИПиА; 3 — отказы в энергоснабжении; 4 — сбои в работе стационарных систем

На рис. 2 представлено распределение всех случаев аварийных остановок на рассматриваемых компрессорных станциях в зависимости от временных периодов эксплуатации.

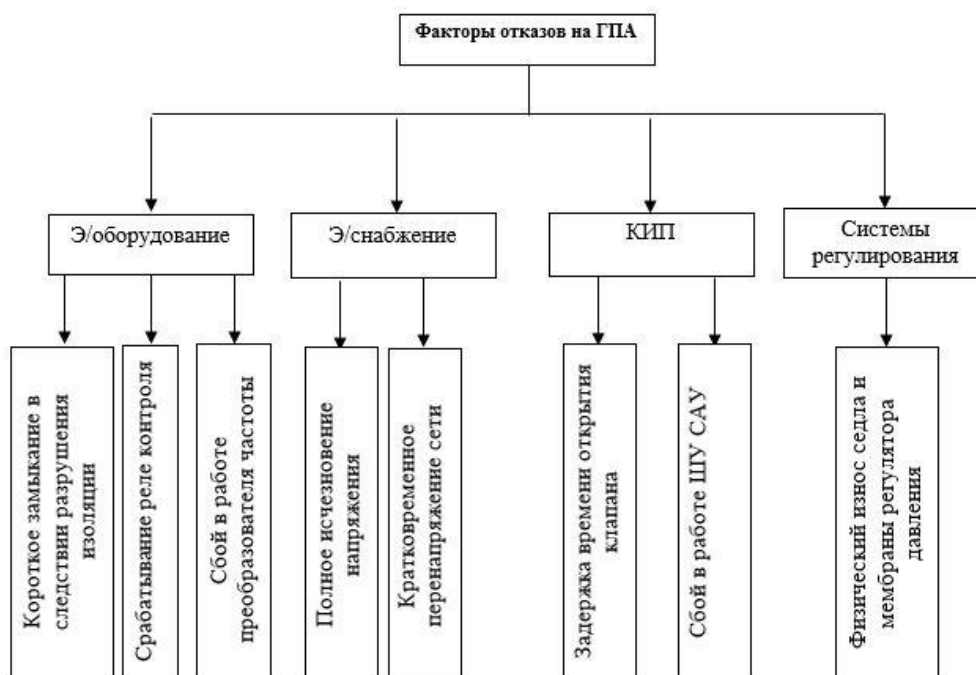


Рис. 2. Распределение доли аварийных остановок ЭГПА в зависимости от временных периодов эксплуатации

На рис. 3 показана более подробная классификация причин отказов ЭГПА в период с 2013 по 2014 гг. на основе данных донесений об отказе ГПА.

Результат исследования статистических данных наглядно показывает, что самой проблемной категорией причины отказа является «энергоснабжение», что требует привлечения дополнительных сил и

средств на проблемы этой категории. Проведенная оценка является важной работой по управлению аварийными остановками ЭГПА на компрессорных станциях и в последующем должна привести к их снижению.



**Рис. 3. Классификация аварийных отказов**

#### Литература

1. Парфенов А.В., Чухарева Н.В., Громаков Е.И., Тихонова Т.В. Определение факторов аварийности газоперекачивающих агрегатов на примере эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013. – № 3.
2. Ревазов А.М., Леонович И.А. Анализ аварийности на компрессорных станциях магистральных газопроводов // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – № 2 (275).
3. ООО «Газпром трансгаз Томск». Акты расследований аварийного останова ЭГПА, 2013-2014.

### АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЁННЫХ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ

**М.А. Буховский**

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день проблема обеспечения прочности и герметичности трубопроводного транспорта распространена во всем мире. Нефтегазопроводы находятся под высоким давлением и при нарушении их герметичности возникает значительный по объему выброс флюида. Это не только приводит к материальному ущербу предприятиям трубопроводного транспорта относительно потерь продукта перекачки, затрат при ликвидации аварий, штрафных санкций, но и вызывает загрязнение окружающей среды, создает условия возникновения чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера.

Утечки нефти и газа – это нарушение целостности магистрального трубопровода, вызывающее истечение из него нефтепродуктов. Основными причинами утечек являются устаревшие эксплуатационные оборудования трубопроводного транспорта. Около 68 % магистральных нефтегазопроводов находятся в эксплуатации более 20 лет [1].

С другой стороны, участились случаи несанкционированных врезок. Кроме непосредственных экономических потерь, наносимых хищением нефтепродуктов, всякая несанкционированная врезка имеет большую потенциальную опасность.

Нарушение качества изоляций при производстве и нанесении покрытий, а также их восстановлении объясняется образованием коррозии на наружной поверхности трубы в форме пятен, язв и каверн разных величин и глубин, являющихся результатом взаимодействия металлических труб со средой.